

**Министерство образования и науки Российской Федерации**  
федеральное государственное автономное образовательное учреждение  
высшего образования  
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ  
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

---

Институт: Энергетический

Направление подготовки: 13.03.02 Электроэнергетика и электротехника

Кафедра: Электрические сети и электротехника

**БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА**

Тема работы
<b>Особые и предельные режимы транзитных электропередач Красноярской энергосистемы</b>

УДК 621.315:621.311 (571.51)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
5А3Г	Полисадов Святослав Сергеевич		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент кафедры электрических сетей и электротехники	Готман Владимир Иванович	к.т.н., доцент		

**КОНСУЛЬТАНТЫ:**

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель кафедры менеджмента	Потехина Нина Васильевна			

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент кафедры экологии и безопасности жизнедеятельности	Извеков Владимир Николаевич	к.т.н., доцент		

**ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:**

Зав. кафедрой	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Электрические сети и электротехника	А.В. Прохоров	к.т.н.		

Томск 2017г.

**Министерство образования и науки Российской Федерации**  
федеральное государственное автономное образовательное учреждение  
высшего образования  
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ  
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Институт: Энергетический

Направление подготовки: 13.03.02 Электроэнергетика и электротехника

Кафедра: Электрические сети и электротехника

УТВЕРЖДАЮ:  
Зав. кафедрой ЭСиЭ

\_\_\_\_\_ А.В. Прохоров  
(Подпись) (Дата)

### ЗАДАНИЕ

#### на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме: бакалаврской выпускной квалификационной работы

Студенту:

Группа	ФИО
5А3Г	Полисадов Святослав Сергеевич

Тема работы:

<b>Особые и предельные режимы транзитных электропередач Красноярской энергосистемы</b>	
Утверждена приказом	Дата: 03.02.2017 № 627/с

Срок сдачи студентом выполненной работы:	6 июня 2017 года
--	------------------

### ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

<p><b>Исходные данные к работе</b></p> <p><i>(наименование объекта исследования или проектирования; производительность или нагрузка; режим работы (непрерывный, периодический, циклический и т. д.); вид сырья или материал изделия; требования к продукту, изделию или процессу; особые требования к особенностям функционирования (эксплуатации) объекта или изделия в плане безопасности эксплуатации, влияния на окружающую среду, энергозатратам; экономический анализ и т. д.).</i></p>	<p>Объектом исследования является транзитная линия электропередачи «Назаровская ГРЭС» - «Братская ГЭС»; предметом исследования – режимы транзитных электропередач с учетом коронирования и режимы предельные по статической устойчивости.</p> <p>Исходными данными являются: принципиальная схема Красноярской энергосистемы и параметры её силовых элементов (марка и длины ВЛ; параметры трансформаторов, генераторов, реакторов, мощности нагрузок и др.)</p>
---	--

<p><b>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов</b></p> <p><i>(аналитический обзор по литературным источникам с целью выяснения достижений мировой науки техники в рассматриваемой области; постановка задачи исследования, проектирования, конструирования; содержание процедуры исследования, проектирования, конструирования; обсуждение результатов выполненной работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе).</i></p>	<p>1. Обзор литературных источников по данной тематике;</p> <p>2. Подготовка электронной модели части Красноярской энергосистемы на участке «Назаровская ГРЭС» - «Братская ГЭС»;</p> <p>3. Расчеты рабочих режимов с учетом потерь на корону транзитных ВЛ;</p> <p>4. практические методы оценки статической устойчивости энергосистем; расчет и анализ предельных по статической устойчивости режимов.</p>
<p><b>Перечень графического материала</b></p> <p><i>(с точным указанием обязательных чертежей)</i></p>	<p>Принципиальные схемы энергорайона на участке «Назаровская ГРЭС» - «Братская ГЭС» и промежуточных подсистем; результаты экспериментальных исследований.</p>
<p><b>Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы</b></p>	
<b>Раздел</b>	<b>Консультант</b>
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Старший преподаватель кафедры менеджмента Потехина Нина Васильевна
Социальная ответственность	Доцент кафедры экологии и безопасности жизнедеятельности Извеков Владимир Николаевич

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	06.02.2017 г.
--	---------------

**Задание выдал руководитель:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент кафедры электрических сетей и электротехники	Готман Владимир Иванович	к.т.н., доцент		06.02.2017

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
5А3Г	Полисадов Святослав Сергеевич		06.02.2017

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА  
«ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И  
РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»**

Студенту:

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>
5А3Г	Полисадову Святославу Сергеевичу

<b>Институт</b>	<b>Энергетический</b>	<b>Кафедра</b>	<b>Электрические сети и электротехника</b>
<b>Уровень образования</b>	бакалавриат	<b>Направление</b>	13.03.02 Электроэнергетика и электротехника

**Исходные данные к разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:**

1. <i>Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих</i>	Стоимость материальных ресурсов принимается средней по г. Томску. Оклад руководителя – 26300 руб. Оклад инженера – 17000 руб.
2. <i>Нормы и нормативы расходования ресурсов</i>	Норма амортизации – 33,3% Премияльный коэффициент – 30% Коэффициент доплат и надбавок – 20% Коэффициент дополнительной заработной платы – 15% Коэффициент, учитывающий накладные расходы – 16%
3. <i>Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования</i>	Отчисления в социальные фонды 27,1 %

**Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:**

1. <i>Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения</i>	Оценка научного уровня.
2. <i>Планирование и формирование бюджета научных исследований</i>	Планирование НИ. Определение трудоемкости выполнения работ. Разработка диаграммы Ганта. Определение бюджета НИ:
3. <i>Определение ресурсной, финансовой, экономической эффективности</i>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Определение заработной платы исполнителей исследования.</li> <li>Отчисления во внебюджетные фонды.</li> <li>Накладные расходы.</li> </ul> Амортизация

**Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):**

1. Календарный план-график проведения НИ
2. Бюджет затрат НИ

**Дата выдачи задания для раздела по линейному графику**

**Задание выдал консультант:**

<b>Должность</b>	<b>ФИО</b>	<b>Ученая степень, звание</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
Старший преподаватель кафедры менеджмента	Потехина Нина Васильевна			

**Задание принял к исполнению студент:**

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
5А3Г	Полисадов Святослав Сергеевич		

## ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
5А3Г	Полисадову Святославу Сергеевичу

Институт	ЭНИН	Кафедра	ЭСИЭ
Уровень образования	Бакалавр	Направление/специальность	Электроэнергетика и электротехника

### Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения	Объектом исследования являются линии транзитных электропередач Красноярской энергосистемы на участке Назаровская ГРЭС – Братская ГЭС.. Рассматриваются особые и предельные режимы электропередач в данном сечении. Расчет производится на рабочем месте с помощью программного продукта RASTRWIN3 на ПЭВМ.
--	--

### Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

<p><b>1. Производственная безопасность</b></p> <p>1.1. Анализ выявленных вредных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения в следующей последовательности:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– физико-химическая природа вредности, её связь с разрабатываемой темой;</li> <li>– действие фактора на организм человека;</li> <li>– приведение допустимых норм с необходимой размерностью (со ссылкой на соответствующий нормативно-технический документ);</li> <li>– предлагаемые средства защиты;</li> <li>– (сначала коллективной защиты, затем – индивидуальные защитные средства).</li> </ul> <p>1.2. Анализ выявленных опасных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения в следующей последовательности:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– механические опасности (источники, средства защиты);</li> <li>– термические опасности (источники, средства защиты);</li> <li>– электробезопасность (в т.ч. статическое электричество, молниезащита – источники, средства защиты);</li> <li>– пожаровзрывобезопасность (причины, профилактические мероприятия, первичные средства пожаротушения).</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- электромагнитное излучение;</li> <li>- шум;</li> <li>- напряженность зрения;</li> <li>- микроклимат;</li> <li>- производственное освещение;</li>   <li>- поражение статическим электричеством;</li> <li>- поражение электрическим током;</li> </ul>
<p><b>2. Экологическая безопасность:</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– анализ воздействия объекта на атмосферу (выбросы);</li> <li>– анализ воздействия объекта на гидросферу (сбросы);</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Влияние сжигания трансформаторного масла на <i>атмосферу</i> выражается в большом потреблении кислорода воздуха для горения и в выбросе значительного количества продуктов сгорания. Это в первую очередь</li> </ul>

<ul style="list-style-type: none"> <li>– анализ воздействия объекта на литосферу (отходы);</li> </ul>	<p>газообразные окислы углерода, серы, азота, ряд которых имеет высокую химическую активность.</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Воздействия на <i>гидросферу</i> приводят к снижению запасов питьевой воды, изменению фауны и флоры водоемов, нарушению круговорота многих веществ в природе.</li> <li>- Воздействия на <i>литосферу</i> приводят к загрязнению грунтовых вод, гибели животных, птиц, насекомых, микроорганизмов, а также уменьшению плодородных земель.</li> </ul>
<p><b>3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– перечень возможных ЧС при разработке и эксплуатации проектируемого решения;</li> <li>– выбор наиболее типичной ЧС;</li> <li>– разработка превентивных мер по предупреждению ЧС;</li> <li>– разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- пожар;</li> <li>- взрыв;</li> <li>- обрушение сооружений;</li> <li>- затопление;</li> <li>- крушение транспортных средств;</li> <li>- выбросы опасных веществ</li> <li>- пожар;</li> <li>- анализ мероприятий по пожарной безопасности и противопожарной профилактики;</li> <li>- анализ мероприятий при чрезвычайных ситуациях антропогенного и природного характеров</li> </ul>
<p><b>4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства;</li> <li>– организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- специальные правовые нормы трудового законодательства и организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны</li> </ul>

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	
--	--

**Задание выдал консультант:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент каф. ЭБЖ	Извеков Владимир Николаевич	к.т.н., доцент		

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
5А3Г	Полисадов Святослав Сергеевич		

**Министерство образования и науки Российской Федерации**  
федеральное государственное автономное образовательное учреждение  
высшего образования  
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ  
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Институт: Энергетический

Направление подготовки: 13.03.02. Электроэнергетика и электротехника

Уровень образования: бакалавриат

Кафедра: Электрические сети и электротехника

Период выполнения: весенний семестр 2016/2017 учебного года

Форма представления работы: Бакалаврская выпускная квалификационная работа

**КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН  
выполнения выпускной квалификационной работы**

Срок сдачи студентом выполненной работы: 6 июня 2017 года

Дата контроля	Название раздела/ вид работы	Максимальный балл раздела
06.02.2017	<i>Обзор средств повышения пропускной способности ЛЭП, методов анализа структуры потерь мощности, практических критериев оценки статической аperiodической устойчивости;</i>	15%
10.04.2017	<i>Подготовка электронной модели части Красноярской энергосистемы на участке «Назаровская ГРЭС» - «Братская ГЭС» и расчеты рабочих режимов;</i>	20%
15.05.2017	<i>Расчет и анализ установившихся режимов Красноярской ЭС</i>	20%
01.06.2017	<i>Расчет и анализ предельного режима в сечении ПС Камала 500 кВ – Братская ГЭС;.</i>	20%
03.06.2017	<i>Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение</i>	15%
06.06.2017	<i>Социальная ответственность</i>	10%
06.06.2017	<i>Выполненный дипломный проект</i>	100%

Составил преподаватель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доц. кафедры ЭСиЭ	Готман Владимир Иванович	к.т.н., доцент		

**СОГЛАСОВАНО:**

Зав. кафедрой	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Электрические сети и электротехника	А.В. Прохоров	к.т.н.		

## ПЛАНИРУЕМЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ОБУЧЕНИЯ ПО ООП

Направление ООП: 13.03.02 Электроэнергетика и электротехника

Профиль: Электроэнергетические системы и сети

Кафедра, институт: кафедра «Электрические сети и электротехника», Энергетический институт

Результат обучения	
Профессиональные компетенции	
Р 1	Применять соответствующие гуманитарные, социально-экономические, математические, естественно-научные и инженерные знания, компьютерные технологии для решения задач расчета и анализа электрических устройств, объектов и систем.
Р 2	Уметь формулировать задачи в области электроэнергетики и электротехники, анализировать и решать их с использованием всех требуемых и доступных ресурсов.
Р 3	Уметь проектировать электроэнергетические и электротехнические системы и их компоненты.
Р 4	Уметь планировать и проводить необходимые экспериментальные исследования, связанные с определением параметров, характеристик и состояния электрооборудования, объектов и систем электроэнергетики и электротехники, интерпретировать данные и делать выводы.
Р 5	Применять современные методы и инструменты практической инженерной деятельности при решении задач в области электроэнергетики и электротехники.
Р 6	Иметь практические знания принципов и технологий электроэнергетической и электротехнической отраслей, связанных с особенностью проблем, объектов и видов профессиональной деятельности профиля подготовки на предприятиях и в организациях – потенциальных работодателях.
Универсальные компетенции	
Р 7	Использовать знания в области менеджмента для управления комплексной инженерной деятельностью в области электроэнергетики и электротехники
Р 8	Использовать навыки устной, письменной речи, в том числе на иностранном языке, компьютерные технологии для коммуникации, презентации, составления отчетов и обмена технической информацией в областях электроэнергетики и электротехники.
Р 9	Эффективно работать индивидуально и в качестве члена или лидера команды, в том числе междисциплинарной, в области электроэнергетики и электротехники.
Р 10	Проявлять личную ответственность и приверженность нормам профессиональной этики и нормам ведения комплексной инженерной деятельности.
Р 11	Осуществлять комплексную инженерную деятельность в области электроэнергетики и электротехники с учетом правовых и культурных аспектов, вопросов охраны здоровья и безопасности жизнедеятельности.
Р 12	Быть заинтересованным в непрерывном обучении и совершенствовании своих знаний и качеств в области электроэнергетики и электротехники.



## Реферат

Выпускная квалификационная работа содержит 108 страниц, 10 рисунков, 34 таблицы, 36 источников литературы, 2 приложения.

Ключевые слова: энергосистема, установившийся режим, статическая устойчивость, потери на корону, пропускная способность, предельный режим, предел передаваемой мощности; моделирование.

**Объектом исследования** является часть Красноярской энергосистемы на участке «Назаровская ГРЭС» - «Братская ГЭС».

**Целью выпускной квалификационной работы** является исследование предельных по статической устойчивости режимов рассматриваемой энергосистемы и влияние коронирования проводов на потери активной мощности.

В процессе исследования осуществлены расчеты исходных (рабочих) установившихся режимов части Красноярской; произведен анализ структуры потерь мощности; рассчитана серия режимов утяжеления вплоть до предельных по статической апериодической устойчивости; выполнены расчеты режимов с потерями на корону в различных погодных условиях.

**Методом исследования** в данной работе является моделирование режимов электроэнергетических систем с использованием программного комплекса RastrWin 3.

Степень внедрения: работа носит исследовательский характер; может быть использована в учебном процессе.

Область применения: расчеты предельных по статической устойчивости режимов сложных электроэнергетических систем.

В будущем планируется более детально проанализировать пределы передаваемой мощности и средства повышения пропускной способности для других участков Красноярской ЭС.

### **Перечень сокращений в алфавитном порядке**

АРВ – Автоматическое регулирование возбуждения

АТ – Автотрансформатор

БСК - Батареи статических конденсаторов

ВЛЭП – Воздушная линия электропередачи

ГРЭС – Государственная районная электростанция

ГЭС - Гидроэлектростанция

ЕЭС – Единая энергетическая система

ЛЭП – Линия электропередачи

МРСК – Магистральная распределительная сетевая компания

ОАО – Открытое акционерное общество

ОЭС - Объединённая энергосистема

ПС – Подстанция

РПН – Регулирование напряжения под нагрузкой

ТЭЦ – Теплоэлектроцентраль

ШБМ – шин бесконечной мощности

ШР – Шунтирующий реактор

ЭВМ – Электронная вычислительная машина

ЭДС – Электродвижущая сила

ЭС – Электроэнергетическая система

## Термины и определения

Автотрансформатор – вариант трансформатора, в котором первичная и вторичная обмотки соединены напрямую и имеют за счёт этого не только магнитную связь, но и электрическую.

Граница статической устойчивости – поверхность, определяемая функцией зависимости параметров режима и системы, при этом один из параметров выходит за пределом поверхности приводит к нарушению статической устойчивости.

Предельный режим – режим, определяемый параметрами, значения которых находятся в границе статической устойчивости.

Программный комплекс – совокупность программ для расчета электрических режимов;

Промежуточная подсистема – подсистема, которая примыкает к трассе электропередачи или межсистемной связи.

Статическая устойчивость – способность системы восстанавливать исходный режим после малого его возмущения или режим, весьма близкий к исходному (если возмущающее воздействие не снято).

Теплоэлектроцентраль – разновидность тепловой электростанции, которая не только производит электроэнергию, но и является источником тепловой энергии в централизованных системах теплоснабжения в виде пара и горячей воды, в том числе и для обеспечения горячего водоснабжения и отопления жилых и промышленных объектов.

Энергосистема – совокупность электростанций, электрических и тепловых сетей, соединённых между собой и связанных общностью режимов в непрерывном процессе производства, преобразования, передачи и распределения электрической и тепловой энергии при общем управлении этим режимом.

## Содержание

Введение	13
<b>Глава 1. Моделирование режимов электроэнергетических систем</b>	15
1.1. Общие сведения о режимах электроэнергетических систем и их моделировании	15
1.2. Требования к режимам работы систем энергоснабжения	18
1.3. Краткая характеристика Красноярской энергосистемы и транзитных электропередач 500 кВ	19
<b>Глава 2. Параметры схемы замещения исследуемого энергорайона и расчеты установившихся режимов</b>	22
2.1. Сбор и подготовка исходных данных для объекта исследований: упрощенная схема энергорайона «Назаровская ГРЭС» - «Братская ГЭС» Красноярской энергосистемы	22
2.2. Подготовка электронной модели для программного комплекса RastrWin3	25
2.3 Расчет максимального установившегося режима, анализ структуры потерь мощности	32
2.4. Выводы	
<b>Глава 3. Повышение пропускной способности и предельные по статической устойчивости режимы энергорайона</b>	37
3.1. Технические мероприятия и средства повышения пропускной способности электропередач	37
3.2. Оценка статической апериодической устойчивости энергосистем на базе практических критериев; особенности расчета предельных по статической устойчивости режимов энергосистем	41
3.3. Расчет предельных режимов в сечении «Братская ГЭС» - ПС Камала 500 кВ	47
3.4. Выводы	
<b>Глава 4. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение</b>	49
<b>Глава 5. Социальная ответственность</b>	
Заключение	
Список использованных источников	
Приложения	6

## **Введение**

Электроэнергетика играет важную роль в стратегии развития государства, ее роль возросла еще больше в современном обществе. Электроэнергетика выполняет такие функции как обеспечение энергетической безопасности страны и регионов; удовлетворение потребностей экономики и населения страны; обеспечение надежности и безопасности работы системы электроснабжения России в нормальных и чрезвычайных ситуациях. Электроэнергетическая система России – одна из крупнейших электроэнергетических систем в мире. Она имеет сложную структуру, большую протяженность на огромной территории Российской Федерации, включает в себя 69 энергосистем, работающих в составе шести работающих параллельно ОЭС – ОЭС Центра, Юга, Северо-Запада, Средней Волги, Урала, Сибири и ОЭС Востока; а также осуществляет параллельную работу с ОЭС Украины, ОЭС Казахстана, ОЭС Белоруссии. Одной из важнейших задач электроэнергетики является обеспечение устойчивости параллельной работы электростанций и энергосистем. Нарушения их устойчивости могут приводить к обесточиванию большого числа потребителей электроэнергии, повреждению оборудования электростанций и сетей и к другим тяжелым последствиям. В этой обстановке анализ режима и расчет устойчивости энергосистем очень важен.

Состояние системы определяется параметрами режима. Параметры режима – это напряжения, токи, мощности, фазовые углы, частота и т.д., которые связаны между собой параметрами системы. При эксплуатации электроэнергетической она не может постоянно находиться в стационарном состоянии, в ней постоянно протекают процессы, сопровождающиеся изменением режимных параметров. Поэтому параметры режима имеют колебательный характер. Статическая устойчивость является необходимым условием существования установившегося режима работы системы,

определяет живучесть режима электрической системы. Поэтому расчет границ статической устойчивости энергосистемы весьма актуален.

В данной работе рассматривать метод повышения пропускной способности воздушных линий, моделированной сечением электрической системы Красноярской области. Целью работы является определения предельных потоков активной мощности в контролируемом сечении. Для достижения поставленной цели выполняются следующие задачи: подготовка теоретического материала, подготовка электронной модели части Красноярской энергосистемы, расчет предельного режима, анализ результатов.

**Объект изучения** – часть Красноярской энергосистемы на участке «Назаровская ГРЭС» - «Братская ГЭС».

**Предмет изучения** – режимы транзитных электропередач с учетом коронирования проводов ВЛ и режимы предельные по статической устойчивости.

## **Глава 1 Моделирование режимов электроэнергетических систем**

### **1.1 Общие сведения о режимах электроэнергетических систем и их моделировании**

При анализе работы сети различают параметры элементов сети и параметры ее режимов. Параметрами элементов электрической сети являются сопротивления и проводимости, коэффициенты трансформации. К параметрам сети также относят электродвижущую силу (э.д.с.) источников и задающие токи (мощности) нагрузок. К параметрам режима относятся: значения частоты, токов в ветвях, напряжений в узлах, фазовых углов, полной, активной и реактивной мощностей электропередачи, а также значения, характеризующие несимметрию трехфазной системы напряжений или токов и несинусоидальность изменения напряжения и токов в течение периода основной частоты.

Под режимом сети понимается ее электрическое состояние. При работе в нормальном установившемся режиме значения основных параметров (частоты и напряжения) равны номинальным или находятся в пределах допустимых отклонений от них, значения токов не превышают допустимых по условиям нагрева величин. Нагрузки изменяются медленно, что обеспечивает возможность плавного регулирования работы электростанций и сетей и удержание основных параметров в пределах допустимых норм. Отметим, что нормальным считается режим и при включении и отключении мощных линий или трансформаторов, а также для резкопеременных (ударных) нагрузок. В этих случаях после завершения переходного процесса, который продолжается доли секунды, вновь наступает установившийся нормальный режим, когда значения параметров в контрольных точках системы оказываются в допустимых пределах.

В переходном неустановившемся режиме система переходит из установившегося нормального состояния в другое установившееся с резко изменившимися параметрами. Этот режим считается аварийным и наступает

при внезапных изменениях в схеме и резких изменениях генераторных и потребляемых мощностей. В частности, это имеет место при авариях на станциях или сетях, например при коротких замыканиях и последующем отключении поврежденных элементов сети, резком падении давления пара или напоров воды и т.д. Во время аварийного переходного режима параметры режима системы в некоторых ее контрольных точках могут резко отклоняться от нормированных значений. Режим становится аварийным в том случае, если система, при переходе из одного состояния нормы в другое, отмечается резкое изменение параметров частоты тока и напряжения. К аварийным вариантам работы электрических сетей относятся такие отклонения в работе, как:

1. Короткое замыкание. Характеризуется превышением номинального напряжения в десятки раз. Проявляется яркой вспышкой света лампочки.
2. Перегрузка электросети. Дает о себе знать нагреванием розетки, выключателя, вплоть до их возгорания.
3. Скачок тока. Следствие кратковременного превышения напряжения. При включении, лампа накаливания перегорает.
4. Слабый ток. Причиной может быть разрыв цепи. В таком случае тускло горит лампа накаливания.
5. Скачок напряжения. Чаще возникает из-за ударов молнии. В большинстве случаев это приводит к выходу из строя электроприборов.
6. Низкое напряжение. Бывает по причине частичного разрыва цепи. При длительном использовании низкого напряжения приборы выходят из строя.

Послеаварийный установившийся режим наступает после локализации аварии в системе. Этот режим чаще всего отличается от нормального, так как в результате аварии один или несколько элементов системы (генератор, трансформатор, линия) будут выведены из работы. При послеаварийных режимах может возникнуть так называемый дефицит мощности, когда



мощность генераторов в оставшейся в работе части системы меньше мощности потребителей.

Параметры послеаварийного (форсированного) режима могут в той или иной степени отличаться от допустимых значений. Если значения этих параметров во всех контрольных точках системы являются допустимыми, то исход аварии считается благополучным. В противном случае исход аварии неблагоприятен и диспетчерская служба системы принимает немедленные меры к тому, чтобы привести параметры послеаварийного режима в соответствие с допустимыми.

На настоящий момент известно большое число форм математического описания установившихся режимов энергосистемы. Это обусловлено многообразием решаемых технических задач как на стадии проектирования, так и в эксплуатации энергосистем. К наиболее важным задачам относят:

- расчет и анализ установившихся режимов;
- расчет оптимизационных режимов;
- расчет статической устойчивости;
- расчет динамической устойчивости;
- расчет режимов короткого замыкания и др.

В основе решения данных задач лежит расчет установившихся режимов. На начальном этапе внедрения вычислительной техники в механизм решения энергетических задач ПО разрабатывалось под конкретную задачу. В настоящее время существуют комплексы позволяющие решать большинство из поставленных задач. Создание подобных комплексов диктует строгие требования к математической модели описания установившегося режима, которая позволяет решать все энергетические задачи основываясь на единой модели описания режима.

При расчете стационарных режимов наибольшее распространение имеют уравнения баланса мощностей (УБМ) в тригонометрической форме из

за ряда достоинств перед иными моделями. К таким достоинствам относится простота учета заданного модуля напряжения узлов, сопоставимость с математическими моделями, применяемыми в расчетах различного рода устойчивости и оптимизации режимов энергосистем и др.

Главным недостатком УБМ является их значительная нелинейность, это ограничивает количество методов их решений.

УБМ для схемы произвольной структуры с  $n$  узлами для каждого узла  $i$  можно записать следующие выражения:

$$P_i = U_i^2 \times g_{ii} + U_i \sum_{j=1}^n U_j \times Y_{ij} \times \sin(\delta_i - \delta_j - \alpha_{ij});$$

$$Q_i = U_i^2 \times b_{ii} - U_i \sum_{j=1}^n U_j \times Y_{ij} \times \cos(\delta_i - \delta_j - \alpha_{ij}),$$

Ориентируясь на метод Ньютона уравнения примут вид:

$$P_{i\Sigma} = U_i^2 \times g_{ii} + U_i \sum_{j=1}^n U_j \times Y_{ij} \times \sin(\delta_i - \delta_j - \alpha_{ij}) - P_i = 0;$$

$$Q_{i\Sigma} = U_i^2 \times b_{ii} - U_i \sum_{j=1}^n U_j \times Y_{ij} \times \cos(\delta_i - \delta_j - \alpha_{ij}) - Q_i = 0,$$

где  $P_i, P_{i\Sigma}$  - значение активной мощности;  $Q_i, Q_{i\Sigma}$  - значение реактивной мощности;  $g_{ij}, b_{ij}$  – активная/емкостная проводимости;  $Y_{ij}$  – проводимость ветви намагничивания;  $\delta_i, \delta_j$  – значения фазных углов;  $\alpha_{ij}$  – угол сдвига.

## 1.2 Требования к режимам работы систем энергоснабжения

Наиболее общими являются следующие требования применяемые к системам энергоснабжения: бесперебойность, надежность, обеспечение качества электрической энергии, обеспечение экономичности энергоснабжения. На данный момент по тем или иным причинам вопросы выполнения всех этих требований не решены.

Более подробно о каждом требовании:

- Обеспечение бесперебойности энергоснабжения;

Соблюдение данного требования гарантирует получение необходимого количества электроэнергии и мощности потребителем. Бесперебойность – это отсутствие недоотпуска энергии и мощности потребителю. Электростанции системы должны обладать достаточной установленной мощностью чтобы обеспечить энергией нагрузки потребителя с учетом потерь электроэнергии.

- Обеспечение надежности энергоснабжения;

Надежность – гарантия бесперебойности. Оба этих понятия связаны с затратами, т.е. чем выше требования к надежности и бесперебойности, тем выше затраты на оборудование которое их обеспечивает. Потребители могут самостоятельно устанавливать требования к надежности своего электроснабжения, но за это они вносят дополнительную плату.

- Обеспечение качества электроэнергии отпускаемой потребителям;

Для потребителей качество – частота тока в системе и напряжение в узлах сети, из которых потребитель получает электрическую энергию. Частота поддерживается и регулируется с помощью частотного резерва мощности. Напряжение поддерживается трансформаторами и автотрансформаторами с регулируемым коэффициентом трансформации (РПН или ПБВ), источниками реактивной мощности.

В ЭС обычно выбираются контрольные точки, в которых поддерживаются показатели качества электроэнергии. Для каждого параметра в контрольной точке устанавливается диапазон изменения контролируемого параметра.

- Экономичность энергоснабжения;

Зависит от цены электроэнергии и мощности на оптовом и розничном рынке, который является регулятором цен.

### **1.3 Краткая характеристика Красноярской энергосистемы и транзитных электропередач 500 кВ**

Красноярская энергосистема входит в состав объединённой энергосистемы Сибири и осуществляет электроснабжение потребителей на всей территории Красноярского края. Энергосистема располагается по соседству с энергосистемами Томской, Кемеровской и Тюменской областей и имеет с ними достаточно сильные межсистемные электрические связи.

Красноярская энергосистема образовалась в 1943 г. после соединения двух городских ТЭЦ линией электропередачи 35 кВ. В советское время это была динамично развивающаяся энергосистема, которая относилась к числу самых мощных в СССР. В состав энергосистемы входило 11 электростанций (в том числе такие гиганты, как Красноярская и Саяно-Шушенская ГЭС), 11 предприятий электрических сетей, тепловые сети, Энергосбыт, ремонтные и вспомогательные предприятия - всего 30 предприятий. После изменения общественно-политической системы в стране энергосистема разделилась на ряд самостоятельных предприятий. Из ее состава выделились: Саяно-Шушенская ГЭС, Южные электрические сети (на их базе образовалось Хакасэнерго), Березовская ГРЭС, ГРЭС-2. Были выделены сети 500 кВ, на их базе образовалось предприятие РАО "ЕЭС России" - Магистральные электрические сети. В дальнейшем из состава энергосистемы выделилась и Красноярская ГЭС. Это и последовавшие после экономические реформы в стране крайне осложнили экономическое положение в энергосистеме. Обострились и усложнились отношения с потребителями.

В настоящее время Красноярский край является одним из самых энергетически насыщенных регионов России, он имеет крупнейший в стране гидроэнергетический потенциал. На Енисее построены одни из крупнейших в мире ГЭС. Всего на территории края находятся 20 действующих и 1 строящаяся электростанция. Установленная мощность электростанций Красноярской энергосистемы составляет 14 млн. кВт. По величине установленных мощностей электростанций Красноярский край занимает

второе место среди субъектов Российской Федерации. В Красноярском крае сосредоточено около 70% российских запасов угля, то есть примерно 20% мировых запасов, открыто около 25 месторождений нефти и газа. К ним относятся нефтегазовые месторождения Юрубченского блока, крупное Ванкорское нефтегазовое месторождение.

Распределение электроэнергии по территории области осуществляется по электрическим сетям напряжением от 0,4 кВ до 500 кВ. С соседними энергосистемами область связана по ВЛ 500 и 220 кВ.

Основной системообразующей линией Красноярской энергосистемы является двухцепная ВЛ 500 кВ «Итатская» – «Назаровская ГРЭС» – «Усть-Илимская» длиной более 1000 км.

В системообразующих сетях 220-500 кВ применение УШР целесообразно при переменном графике нагрузки вместо нерегулируемых или ступенчато регулируемых реакторов. Это позволяет ограничить использование сложной системы коммутации шунтирующих реакторов (нерегулируемых) на линиях, а также уменьшить применение генераторов на электростанциях в качестве регулируемых источников реактивной мощности.

Основными источниками электроэнергии в рассматриваемом участке Красноярской энергосистемы являются Назаровская ГРЭС с установленной электрической мощностью 1210 МВт, Березовская ГРЭС 1500 МВт Красноярская ГЭС 3000 МВт, Братская ГЭС 4500 МВт и Усть-Илимская ГЭС с установленной мощностью 3840 МВт.

## **Глава 2 Параметры схемы замещения исследуемого энергорайона и расчеты установившихся режимов**

### **2.1 Сбор и подготовка исходных данных для упрощенной схемы энергорайона «Назаровская ГРЭС» - «Братская ГЭС» Красноярской энергосистемы**

Красноярская энергосистема входит в состав объединенной энергосистемы Сибири и осуществляет электроснабжение потребителей на всей территории Красноярского края. Энергосистема располагается по соседству с энергосистемами Кемеровской, Томской и Иркутской областей, республик Хакасия, Алтай и имеет с ними достаточно сильные межсистемные электрические связи.

Основу электроэнергетики Красноярского края составляют филиал ОАО «МРСК Сибири» ОАО «Красноярскэнерго». В управлении и ведении ОАО «Красноярскэнерго» находятся объекты генерации установленной электрической мощностью 10200,8 МВА. В состав Красноярскэнерго входят 9 технических центров: Красноярские электрические сети; Северные электрические сети; Северо-Восточные электрические сети; Восточные электрические сети; Западные электрические сети; Минусинские электрические сети; Юго-Восточные электрические сети; Автотранспортное предприятие. В управлении и ведении Красноярскэнерго находятся также линии электропередачи класса напряжением 110-220 кВ общей протяженностью 4054,4 км. Электросетевой комплекс предприятия – это 46584 километров воздушных линий электропередачи, в том числе: 110 кВ – 7697 км, 35 кВ – 5629 км, 6-10 кВ – 19237 км, 0,4 кВ – 14027 км.

В данной работе выделено рассмотрение системообразующего сечения линий 500 кВ «Назаровская ГРЭС» - «Братская ГЭС», которое является перспективной схемой развития Красноярского края. Принципиальная схема энергорайона приведена в приложение 1.

Принципиальная схема включает в себя структуру сети, ее топологию и также параметры всех элементов сети. Данные о элементах сети принимаем в качестве исходной информация для расчетов и исследования. Технические данные элементов сети приведены в таблицах 1.1 – 1.5.

Таблица 1.1 – Марки проводов ЛЭП

№	Участок	Цепь	Длина , км	Марка провода
1	Назаровская ГРЭС 500кВ – Красноярская ГЭС 500кВ	1	173,1	3хАСО* – 500/64, 2хАСУС** – 500 (2х АС*** – 500/336), 3х АСО – 400/51
		2	172,9	
2	Красноярская ГЭС – ПС 500 кВ Енисей	1	58,16	3хАСО – 400/51.
		2	58,16	
3	ПС 500 кВ Енисей – Красноярская ПС 500кВ	1	1,47	3хАСО – 400/51
		2	1,47	
	Красноярская ПС 500кВ – ПС 500 кВ Камала-1	1	115	3хАСО – 480/64
		2	115,1	
	ПС 500 кВ Камала-1 – ПС 500 кВ Тайшет	1	235	3хАСО – 500/64, 3хАС – 500/64
		2	235	
	ПС 500 кВ Тайшет – Братский ПП	1	212	3хАС – 500/64
		2	212	
	Братский ПП – Братская ГЭС 500 кВ	1	71,1	3хАС – 500/64.
		2	68,4	
	Братский ПП – Усть- Илимская ГЭС 500 кВ	1	256	3хАС – 330/43, 3хАС – 500/64
	Братская ГЭС 500 кВ - Усть- Илимская ГЭС 500 кВ	1	257,2	3хАС – 330/43, 3хАС – 500/64

\*- АСО – провод сталеалюминевый облегченный;

\*\*- АСУС - сталеалюминевые провода с особо усиленным стальным сердечником;

\*\*\*АС- провод сталеалюминевый.

Таблица 1.2 – Параметры генераторов

Станция	Кол-во	Тип	$P_{ном}$ , МВт	$U_{ном}$ , кВ	$\cos\phi$
Назаровская ГРЭС	2	ТВВ-160-2ЕУЗ	160	18	0,85
Назаровская ГРЭС	1	ТВВ-500-2ЕУЗ	500	20	0,85
Красноярская ГЭС	6	СВФ-1690/175-64	500	15,75	0,85
Усть-Илимская ГЭС	16	ВГС-1190/215-48	240	15,75	0,85
Братская ГЭС	18	ВГСФ-930/233-30	250	15,75	0,85

Таблица 1.3 – Параметры двухобмоточных трансформаторов

Место установки	$S_{ном}$ , МВА	Марка	$U_{вн}$ , кВ	$U_{нн}$ , кВ	$R$ , Ом	$X$ , Ом
Назаровская ГРЭС	630	ТЦ-630000/500	525	20	0,9	61,3
Красноярская ГЭС	417	3хОРЦ-417000/500	$525/\sqrt{3}$	15,75- 15,75	0,106	10,65
Усть-Илимская ГЭС	630	ТЦ-630000/500	525	15,75	0,9	61,3
Братская ГЭС	630	ТЦ-630000/500	525	15,75	0,9	61,3

Таблица 1.4 – Параметры трехобмоточных трансформаторов

Станция	$S_{ном}$ , МВА	Марка	$U_{вн}$ , кВ	$U_{сн}$ , кВ	$U_{нн}$ , кВ	Пределы регулирования
Назаровская ГРЭС	135	3хАОРДЦТ- 135000/500/220	$525/\sqrt{3}$	$242/\sqrt{3}$	18	$\pm 9 \cdot 1,78$



Таблица 1.5 – Параметры шунтирующих реакторов

Название подстанции	Тип	$U_{\text{ном}}, \text{кВ}$	$S_{\text{ном}}, \text{МВА}$
Тайшет-500	РОДЦ-60000/500У1	$525/\sqrt{3}$	60
БПП	РОДЦ-60000/500У1	$525/\sqrt{3}$	60
Усть-Илимская	РОДЦ-60000/500У1	$525/\sqrt{3}$	60

## 2.2 Подготовка электронной модели для программного комплекса RastrWin3

Программный комплекс RastrWin предназначен для решения задач по расчету, анализу и оптимизации режимов электрических сетей и систем.

RastrWin используется более чем в 260 организациях на территории России, Казахстана, Киргизии, Узбекистана, Беларуси, Молдовы, Монголии.

Позволяет выполнять следующие операции:

- Расчет установившихся режимов электрических сетей произвольного размера и сложности, любого напряжения (от 0.4 до 1150 кВ);
- Полный расчет всех электрических параметров режима (токи, напряжения, потоки и потери активной и реактивной мощности во всех узлах и ветвях электрической сети);
- Расчет установившихся режимов с учетом отклонения частоты (без балансирующего узла);
- Оптимизация электрических сетей по уровням напряжения, потерям мощности и распределению реактивной мощности;
- Расчет положений регуляторов трансформатора под нагрузкой (РПН) и положений вольтодобавочных трансформаторов(ВДТ);
- Расчет предельных по передаваемой мощности режимов энергосистемы, определение опасных сечений и др..

В России основными пользователями являются:

- Системный Оператор Единой Энергетической Системы (СО ЦДУ ЕЭС) и его филиалы;
- Федеральная Сетевая Компания (ФСК) и ее подразделения;
- Территориальные АО-Энерго и распределительные сетевые компании (РСК);
- Проектные и научно-исследовательские институты (Энергосетьпроект, ВНИИЭ, НИИПТ).

В качестве исходных данных для построения упрощенной схемы замещения энергорайона «Назаровская ГРЭС» - «Братская ГЭС» были использованы:

- Нормальная схема электрических соединения объектов электроэнергетики входящих в оперативную зону Красноярского РДУ;
- Контрольный замер показателей потребления энергорайона в режиме зимнего максимума нагрузок;

Параметры схемы замещения различных элементов используемых в расчетной модели сети характеризуются следующими параметрами:

- *Линии электропередач*

Характеризуются продольным сопротивлением  $\underline{Z}_л$  и поперечной проводимостью  $\underline{Y}_л$ , которые вычисляются по следующим формулам:

$$\underline{Z}_л = r_л + ix_л;$$

$$\underline{Y}_л = r_л - lb_л.$$

Указанные параметры в расчетах режимов характеризуют П-образную схему замещения линии (рисунок 1).

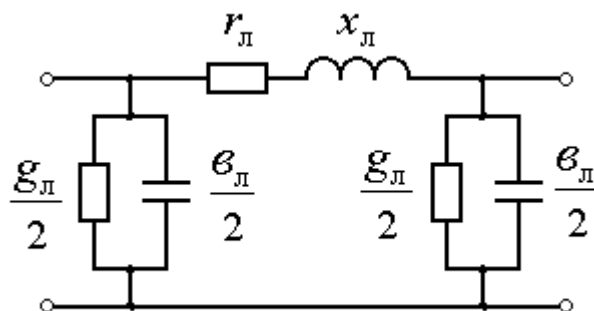


Рисунок 1 – П-образная схема замещения воздушной линии

Значения  $r_{\text{л}}$ ,  $x_{\text{л}}$ ,  $b_{\text{л}}$  определяются длиной линии между соседними узлами расчетной схемы и значениями погонных параметров:

$$r_{\text{л}} = r_0 \times l; \quad x_{\text{л}} = x_0 \times l; \quad b_{\text{л}} = b_0 \times l.$$

- Трансформаторы

Характеризуются сопротивлением короткого  $\underline{Z}_t$  замыкания и проводимостью шунта намагничивания  $\underline{Y}_t$ .

$$\underline{Z}_t = r_t + ix_t;$$

$$\underline{Y}_t = g_t - ib_t.$$

Указанные параметры в расчетах режимов характеризуют Г-образную схему замещения (рисунок 2) с идеальным трансформатором ИТ, не имеющим сопротивления и характеризующиеся только коэффициентом трансформации:

$$k_t = \frac{U_i}{U_j}$$

В такой схеме замещения сопротивление  $\underline{Z}_t$  не зависит от  $k_t$ , хотя в действительности такая зависимость имеется. Для крупных трансформаторов можно принимать что  $\underline{Y}_t = 0$ , т.к. потери холостого хода пренебрежимо малы. При необходимости эти потери учитывают:

$$g_t = \frac{\Delta P_x}{U_{i \text{ ном}}^2} ; b_t = \frac{\Delta Q_x}{U_{i \text{ ном}}^2}$$

где  $\Delta P_x$  – потери активной мощности на холостом ходу;

$\Delta Q_x$  – потери реактивной мощности на холостом ходу.

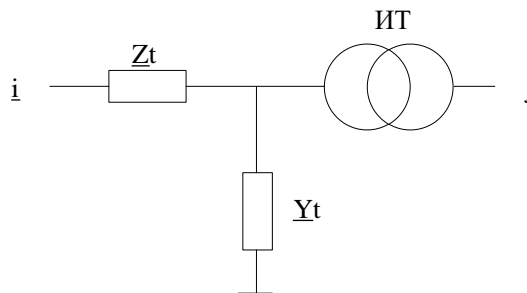


Рисунок 2 – Г-образная схема замещения 2-ух обмоточного трансформатора

Схемы замещения двухобмоточного и трехобмоточного трансформатора составляются с учетом того, что для большинства таких трансформаторов реактивное сопротивление одной из обмоток (чаще всего это обмотка среднего напряжения) равно нулю. Тогда трансформатор моделируется 2-мя ветвями как показано на рисунке 3:

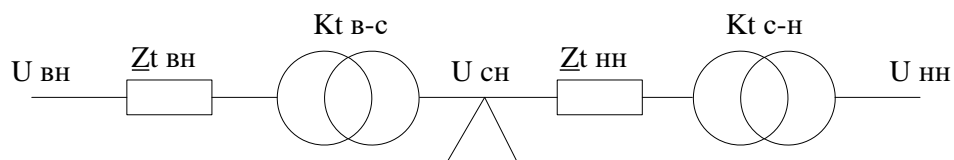


Рисунок 3 – Схема замещения трехобмоточного (авто) трансформатора

Коэффициенты трансформации рассчитываются по следующим формулам:

$$k_{t \text{ в-с}} = \frac{U_{\text{Вном}}}{U_{\text{Сном}} + \Delta U} ;$$

$$k_{t \text{ с-н}} = \frac{U_{\text{Сном}} + \Delta U}{U_{\text{Нном}}}$$

где  $k_{t \text{ в-с}}$  – коэффициент трансформации между высокой и средней обмотками;

kt с-н – коэффициент трансформации между средней и низкой обмотками;

$U_{\text{Вном}}$  – номинальное напряжение высокой обмотки;

$U_{\text{Сном}}$  – номинальное напряжение средней обмотки;

$U_{\text{Нном}}$  – номинальное напряжение низкой обмотки;

$\Delta U$  – добавочное напряжение при переходе на ответвления, при которых коэффициент трансформации отличается от номинального.

- *Реакторы поперечной компенсации и нерегулируемые конденсаторные батареи*

Моделируются ветвями соединенными с “землей” (шунтами), для которых предусмотрено задание сопротивления шунта  $\underline{Z}_{\text{ш}}$  или проводимости шунта  $\underline{Y}_{\text{ш}}$ :

$$\underline{Z}_{\text{ш}} = r_{\text{ш}} + ix_{\text{ш}};$$

$$\underline{Y}_{\text{ш}} = g_{\text{ш}} - ib_{\text{ш}}$$

- *Установки продольной компенсации*

Емкостные сопротивления установок продольной компенсации моделируются следующими параметрами:

$$r_{\text{л}} = g_{\text{л}} = b_{\text{л}} = 0;$$

$$x_{\text{л}} = -x_{\text{с}} = -\frac{1}{\omega \times C}$$

На основании изложенных формул и табличных параметрах элементов схемы замещения проведем расчет параметров схемы замещения. Полученные результаты сведем в таблицы 2.1 – 2.5.

Таблица 2.1 – Параметры схемы замещения ЛЭП

№	Участок	Цепь	Длина , км	Расчетные параметры линии		
				R, Ом	X, Ом	B, мкСм
1	Назаровская ГРЭС 500кВ – Красноярская ГЭС 500кВ	1	173,1	3,42	52,85	629,12
		2	172,9	3,97	52,33	621,49
2	Красноярская ГЭС – ПС 500 кВ Енисей	1	58,16	1,41	17,80	210,7
		2	58,16	1,41	17,80	210,7
3	ПС 500 кВ Енисей – Красноярская ПС 500кВ	1	1,47	0,029	0,45	5,3
		2	1,47	0,029	0,45	5,3
	Красноярская ПС 500кВ – ПС 500 кВ Камала-1	1	115	2,26	34,96	419,17
		2	115,1	2,26	34,99	419,53
	ПС 500 кВ Камала-1 – ПС 500 кВ Тайшет	1	235	5,64	71,44	856,6
		2	235	5,64	71,44	856,6
	ПС 500 кВ Тайшет – Братский ПП	1	212	4,17	64,42	772,4
		2	212	4,17	64,42	772,4
	Братский ПП – Братская ГЭС 500 кВ	1	71,1	1,41	21,79	261,3
		2	68,4	1,35	20,79	249,3
	Братский ПП – Усть- Илимская ГЭС 500 кВ	1	256	7,42	78,85	922,6
	Братская ГЭС 500 кВ - Усть- Илимская ГЭС 500 кВ	1	257,2	7,45	79,73	926,9

Таблица 2.2 – Параметры схемы замещения генераторов

Станция	Кол- во	Тип	Rном, МВт	Qmin, Мвар	Qmax, Мвар
Назаровская ГРЭС	2	ТВВ-160-2ЕУЗ	160	0	121

Продолжение таблицы 2.2

Назаровская ГРЭС	1	ТВВ-500-2ЕУ3	500	0	310
Красноярская ГЭС	6	СВФ-1690/175-64	500	-155.5	310
Усть-Илимская ГЭС	16	ВГС-1190/215-48	240	-82	161.2
Братская ГЭС	18	ВГСФ-930/233-30	250	-82	161.2

Таблица 2.3– Параметры схемы замещения двухобмоточных трансформаторов

Подстанция	S <sub>ном</sub> , МВА	Марка	ΔP <sub>х</sub> , кВт	ΔQ <sub>х</sub> , квар	B <sub>т</sub> , мкСМ	G <sub>т</sub> , мкСМ
Назаровская ГРЭС	630	ТЦ-630000/500	500	2205	2	8.82
Красноярская ГЭС	417	3хОРЦ- 417000/500	400	3753	1.6	15
Усть-Илимская ГЭС	630	ТЦ-630000/500	500	2205	2	8.82
Братская ГЭС	630	ТЦ-630000/500	500	2205	2	8.82

Таблица 2.4 – Параметры схемы замещения 3-хобмоточных трансформаторов

Станция	S <sub>ном</sub> , МВА	Марка	ΔP <sub>х</sub> , кВт	ΔQ <sub>х</sub> , квар	B <sub>т</sub> , мкСМ	G <sub>т</sub> , мкСМ
Назаровская ГРЭС	135	3хАОРДЦТ- 135000/500/220	125	2004	0,5	8,016

Таблица 2.5 – Параметры схемы замещения реакторов

Название подстанции	Тип	В шунта, мкСм
Тайшет-500	РОДЦ-60000/500У1	653

Продолжение таблицы 2.5

БПП	РОДЦ-60000/500У1	653
Усть-Илимская	РОДЦ-60000/500У1	653

### 2.3 Расчет максимального установившегося режима, анализ структуры потерь мощности

Следующим шагом был произведен расчет установившегося режима. Параметры элементов схемы были приняты в соответствии с таблицами приведенными в пункте 2.2. Параметры узлов и ветвей ,графическая иллюстрация расчетной схемы со значениями и направлениями перетоков мощностей из ПК RastrWin 3 представлены в приложении Б.

Структура потерь электроэнергии будет оцениваться по следующей схеме:



Рис.4 – Структура потерь электроэнергии.

В данной главе исследуются только нагрузочные потери. Нагрузочные потери включают в себя потери:

- в проводах линий передачи;
- силовых трансформаторах и автотрансформаторах;
- токоограничивающих реакторах;



- заградителях высокочастотной связи;
- трансформаторах тока;
- соединительных проводах и шинах распределительных устройств (РУ) подстанций.

## **2.4 Расчет режима электрической системы с учетом коронирования проводов ЛЭП 500 кВ**

Корона - один из видов самостоятельного разряда в воздухе, который возникает на электродах малого радиуса при некотором значении напряженности электрического поля. Внешними проявлениями короны на проводах ВЛ является характерное потрескивание и свечение в отдельных местах поверхностей проводов.

Корона на проводах является основным источником радиопомех на ВЛ высокого и сверхвысокого напряжений и помех высокочастотным каналам связи. Корона приводит также к дополнительным потерям электроэнергии на ВЛ.

На проводах ВЛ помимо неровностей, обусловленных проволоками внешних повивов, всегда встречаются дефекты поверхности (царапины, заусенцы), загрязнения (следы смазки, частицы органического и неорганического происхождения) и могут периодически возникать атмосферные отложения (капли дождя, роса, снег, изморозь, гололед, иней). Это приводит к локальному увеличению напряженности электрического поля и, как следствие, к возникновению местной короны в отдельных точках провода. Характеристики радиопомех и потерь при местной короне зависят главным образом от значения напряженности электрического поля вокруг провода, его диаметра, состояния поверхности, метео условий и подвержены значительным разбросам.

По мере увеличения напряжения корона распространяется на большую поверхность провода. В конечном итоге корона охватывает провод целиком по всей его длине. Эта стадия называется общей короной.

Осадки оказывают сильное влияние на уровень радиопомех и величину потерь на корону, поэтому необходимо иметь сведения о среднегодовой продолжительности следующих основных групп погоды, каждая из которых характеризуется своим средним уровнем потерь:

- хорошая погода;
- сухой снег. К сухому снегу относятся также снежная крупа, зерна, ледяные иглы, метели, метели с выпадением снега (за исключением низовой метели и поземок, которые не достигают проводов);
- дождь. К дождям следует относить также морось и мокрый снег, так как их влияние на потери на корону и на уровень радиопомех близко к влиянию дождя;
- изморозь. В группу изморози входят также: гололед, замерший снег и мокрый замерзший снег.

Все остальные виды погоды относятся к группе хорошей погоды.

Продолжительность влияния отдельных групп погоды может снижаться под влиянием нагрева проводов током нагрузки. При плотностях тока выше значений называемых критическими, на поверхности проводов не образуются атмосферные отложения в виде инея, росы, кристаллической изморози или мельчайших капелек воды (туман, повышенная влажность воздуха, дождь малой интенсивности). Вследствие этого потери на корону при указанных метеорологических условиях не превышают уровня потерь в хорошую погоду.

При токовых нагрузках ниже критических значений требуется выделение дополнительных групп погоды:

- 5-я группа - кристаллическая изморозь;

- 6-я группа - иней;
- 7-я группа - роса;
- 8-я группа - туман (сильный и умеренный);
- 9-я группа - дождь с интенсивностью выше критической;
- 11-я группа - погода с повышенной влажностью воздуха (к ней относится погода с относительной влажностью воздуха более 90 % без осадков, тумана и отложений изморози, инея и росы на проводах)

Как упоминалось ранее, линия обладает такими параметрами как активное/реактивное сопротивление и активная/ёмкостная проводимости. Если пренебречь активными потерями, обусловленными утечками по поверхности изоляторов, то активная проводимость линии, обусловленная короной в какой-то момент времени:

$$g_{ол.кор} = \frac{\Delta P_{кор}}{U_{ном}^2},$$

где  $\Delta P_{кор}$  - потери мощности на корону, Вт/км;

$U_{ном}$  - номинальное линейное напряжение, кВ.

Потери мощности на корону для ЛЭП напряжением 500 кВ сечением 500/64 (максимальный режим):

- |                   |  |
|-------------------|--|
| - Хорошая погода: | $\Delta P_{кор1} = 1,8 \text{ кВт/км};$    |
|                   | $g1 = 0,0072 \cdot 10^{-6} \text{ См/км};$ |
| - Дождь:          | $\Delta P_{кор1} = 22 \text{ кВт/км};$     |
|                   | $g1 = 0,088 \cdot 10^{-6} \text{ См/км};$  |
| - Изморозь:       | $\Delta P_{кор1} = 56 \text{ кВт/км};$     |
|                   | $g1 = 0,224 \cdot 10^{-6} \text{ См/км}.$  |

На основании этих данных произведем расчет активной проводимости ЛЭП заданного энергорайона по формуле:

$$G_l = g_{0l} \times L;$$

где,  $g_{0l}$  – погонная активная проводимость,

$L$  – длина линии.

Сводная таблица с участками ЛЭП и их активной проводимостью в условиях различных погодных условий приведена в таблице 2.8: Эти данные в дальнейшем будут использованы для расчета нормального режима с учетом потерь на корону.

## **Глава 3 Повышение пропускной способности и предельные по статической устойчивости режимы энергорайона**

### **3.1 Технические мероприятия и средства повышения пропускной способности электропередач**

Пропускная способность линии электропередач- это активная или полная мощность, которая длительно может передаваться по линии, с учетом технических ограничений. К таким техническим ограничениям относят:

1. Предел мощности передаваемой по линии (предел линии), который учитывает устойчивость параллельной работы электростанций и узлов нагрузки;
2. Условия по нагреву длительно допустимым током;
3. Допустимые потери напряжения;
4. Пропускная способность конечных и промежуточных устройств (силовых трансформаторов, выключателей, устройств для продольной компенсации и т.д.);
5. Вынужденные уставки релейной защиты и противоаварийной автоматики.

Проектирование ЛЭП обычно проводят так, чтобы ограничения 4 и 5 не играли решающую роль. Ограничения 1 и 2 характерны для сетей с высокими номинальными напряжениями (110-220 кВ и выше). Ограничения по допустимым потерям напряжения характерно для распределительных сетей и линий напряжением 0,33 – 20 кВ, а иногда и для сетей напряжением 35 кВ. В сетях этого класса напряжения также могут иметь место ограничения по допустимому току нагрева линий и проводов воздушных линий.

Рассмотрим пути повышения пропускной способности при различных ограничивающих факторах.

- Статическая устойчивость генераторов электростанций

Предельная передаваемая мощность в системе трансформаторов, генераторов и ЛЭП с соответствующими сопротивлениями  $X_m, X_c, X_l$  для идеальной модели электропередач ( без потерь мощности) определяется по выражению:

$$P_{np} = \frac{E \times U_c}{X_m + X_c + X_l};$$

где,  $E$  – ЭДС генераторов;

$U_c$  – напряжение на шинах системы.

Если генераторы удаленно расположенной станции оснащены регуляторами возбуждения сильного действия, которые поддерживают заданные напряжения по концам линии (  $U_1$  и  $U_2$ ) постоянными, то предел передаваемой мощности (предел линии) будет вычисляться по следующей формуле:

$$P_{np} = \frac{U_1 \times U_2}{X_l};$$

Из вышеприведенной формулы видны следующие способы увеличения пропускной способности системы электропередач, воздействуя на ее часть – ЛЭП:

1. Увеличение номинального напряжения линии. Здесь важно то, что предельная передаваемая мощность прямо пропорциональна квадрату напряжения;
2. Снижение индуктивного сопротивления линии. Оно может быть реализовано за счет применения проводов с расщепленной фазой. Такой метод особенно целесообразен для линий большой протяженности.
3. Применение устройств продольной компенсации (УПК) реактивного сопротивления линии . Принцип работы таких устройств основан на применении конденсаторных батарей, встраиваемых в продольный разрез ЛЭП. Такие устройства имеют отрицательный эффект по

сопротивлению , результирующее сопротивление линии при применении таких устройств будет рассчитываться по следующей формуле:

$$X_{лэ} = X_{л} - X_{с}.$$

где,  $X_{л}$  – сопротивление линии,

$X_{с}$  – сопротивление УПК.

4. Применение управляемых источников реактивной мощности (ИРМ) на промежуточных подстанциях. Такими источниками могут быть статические тиристорные компенсаторы (СТК), синхронные компенсаторы (СК) и др.

Пропускная способность линии по ограничению нагрева длительно допустимым током проводников, описывается формулой:

$$P_{пр} = \sqrt{3} \times U \times I_{доп} \times \cos \varphi.$$

где,  $U$  – напряжение линии;

$I_{доп}$  – длительно допустимый ток по нагреву;

$\cos \varphi$  – коэффициент мощности.

Исходя из всего вышесказанного можно сформулировать следующие пути повышения пропускной способности ЛЭП:

1. Повышение номинального напряжения. При неизменном допустимом токе пропускная способность имеет линейную зависимость от номинального напряжения.

$$P = I_{доп} \times U_{ном}$$

2. Повышение  $\cos \varphi$  за счет установки компенсирующих устройств. Для повышения передаваемой по линии активной мощности без увеличения тока надо предварительно разгрузить данную линию (снизить ток) от реактивной составляющей мощности. Это можно сделать с помощью

установки компенсирующего устройства в конце линии такой мощности, при которой полная мощность останется неизменной.

3. Увеличение площади поперечного сечения проводов ВЛЭП. Допустимые токи по условиям нагрева длительным током, зависят от площади сечения проводов и устанавливаются в зависимости от допустимых температур нагрева проводов. При проектировании длительно допустимые токи и соответствующие им пропускные способности принимаются, исходя из допустимой температуры нагрева проводов линии, равной  $+70^{\circ}\text{C}$ , и температуры воздуха  $+25^{\circ}\text{C}$ . Зависимость допустимого тока от площади сечения провода не является линейной, и при увеличении площади сечения допустимая плотность тока снижается. Увеличение площади сечения проводов иногда может оказаться целесообразным не только при сооружении новых линий, но и при реконструкции существующих ЛЭП.
4. Учет фактической температуры окружающей среды. При изменении температуры окружающей среды условия охлаждения проводов изменяются.
5. Применение меньших площадей сечений одиночных проводов с расщепленной фазой при неизменной площади сечения фазы. В этом случае эффект от увеличения допустимого тока достигается за счет увеличения площади поверхности охлаждения проводов данной фазы.
6. Применение проводов с развитой поверхностью. При неизменной площади сечения провода площадь его поверхности можно увеличить различными путями, например выполнив его полым или многожильным проводом с джутовым наполнителем в повивах. В этом случае допустимый в проводе может быть увеличен за счет его улучшенного охлаждения.
7. Применение изолированных (покрытых) проводов воздушных линий (кабели). Такие провода получают распространение в распределительных сетях напряжением 10 кВ и ниже. Наряду с



известными достоинствами (невозможность коротких замыканий при схлестывании проводов разных фаз, снижение индуктивного сопротивления ЛЭП и др.) такие провода имеют по сравнению с неизолированными, при одинаковой допустимой температуре провода пониженную пропускную способность по условию нагрева из-за ухудшения условий теплоотдачи от провода в окружающую среду.

Также существуют и др. способы увеличения пропускной способности ЛЭП. Их подробное изучение планируется произвести при выполнении магистерской работы.

### **3.2 Оценка статической апериодической устойчивости энергосистем на базе практических критериев; особенности расчета предельных по статической устойчивости режимов энергосистем**

Оценка статической устойчивости энергосистем производится на основании практических критериев. Критерии устойчивости, классифицируются как прямые, требующие нахождения корней характеристического уравнения, и как косвенные, не требующие вычисления этих корней. Это критерии алгебраические (метод Рауса и Гурвица) и частотные (метод  $D$  – разбиения, Михайлова, Найквиста). Критерии устойчивости формулируют необходимые и достаточные условия устойчивости, основанные на анализе корней характеристического уравнения, но не требующие их вычисления.

Различают два вида нарушения статической устойчивости: апериодическое (сползание) и периодическое (самораскачивание). Нарушения статической устойчивости первого вида соответствует не удовлетворению первой теоремы Ляпунова. В данной работе ограничимся рассмотрением только апериодического нарушения статической устойчивости. При этом самораскачивание исключено за счет корректной работы системы АРВ синхронных генераторов.

На основании вышеизложенного, математическая оценка устойчивости связана с решением дифференциальных уравнений свободного движения энергосистемы. Согласно первому методу А.М. Ляпунова, при малых отклонениях параметров исходные нелинейные дифференциальные уравнения могут быть заменены эквивалентными линейными дифференциальными уравнениями; при этом доказана их адекватность в смысле устойчивости в малом. Эквивалентная система линейных однородных дифференциальных уравнений полностью определяется корням соответствующего характеристического уравнения. Характеристическое уравнение представляется собой исходной дифференциальное уравнение, в котором символ дифференцирования во времени замен символом  $p^n = \frac{d^n}{dt^n}$ , который имеет смысл корня. Характеристическое уравнение имеет вид

$$D(p) = a_0 p^n + a_1 p^{n-1} + \dots + a_{n-1} p + a_n = 0$$

Для исследования апериодической устойчивости необходимы расчет установившихся режимов и свободного члена характеристического уравнения. В свою очередь,  $a_n$  получается из характеристического определителя (при обращении оператора дифференцирования  $p = d / dt$  в ноль), соответствующего системе линеаризованных уравнений переходных процессов исследуемой энергосистемы. Использование метода Ньютона для расчета установившихся режимов требует вычисления матрицы коэффициентов линеаризованных уравнений установившегося режима (матрицы Якоби). Решение задачи основано на представлении генераторов с АРВ их статическими характеристиками. При этом матрицу Якоби можно получить их матрицы  $a_n$ , учитывая те условия, которые принимаются в расчетах установившихся режимов, что позволяет оценить условия их адекватности.

Свободный член характеристического уравнения  $a_n$  связан с его корнями следующим соотношением:

$$a_n = (-1)^n a_0 \prod_{i=1}^n p_i$$

где -  $\Pi$  произведение.

Нетрудно доказать, что появление положительного вещественного корня в произведении  $\prod_{i=1}^n p_i$  приводит к изменению знака коэффициента  $a_n$ .

Этот факт широко используется при практических расчетах статической устойчивости энергосистем в следующей интерпретации: если изменять (утяжелять) заведомо устойчивый режим в направлении к неустойчивому состоянию, то изменение знака свободного члена характеристического уравнения будет соответствовать пределу апериодической статической устойчивости. Без учета самораскачивания роторов генераторов такое определение предела статической устойчивости является достаточным.

Главный определитель линеаризованной системы уравнений установившегося режима (1), дает свободный член характеристического уравнения  $a_n$  (2):

$$\begin{bmatrix} \frac{\partial P_1}{\partial U_1} - \alpha_1 & \dots & \frac{\partial P_1}{\partial U_i} & \dots & \frac{\partial P_1}{\partial U_n} & \frac{\partial P_1}{\partial \delta_1} - \sigma_1 & \dots & \frac{\partial P_1}{\partial \delta_i} & \dots & -k_{j1n} \\ \dots & \dots & \dots & \dots & \dots & \dots & \dots & \dots & \dots & \dots \\ \frac{\partial P_i}{\partial U_1} & \dots & \frac{\partial P_i}{\partial U_i} - \alpha_i & \dots & \frac{\partial P_i}{\partial U_n} & \frac{\partial P_i}{\partial \delta_1} & \dots & \frac{\partial P_i}{\partial \delta_i} - \sigma_i & \dots & -k_{jin} \\ \dots & \dots & \dots & \dots & \dots & \dots & \dots & \dots & \dots & \dots \\ \frac{\partial P_n}{\partial U_1} & \dots & \frac{\partial P_n}{\partial U_i} & \dots & \frac{\partial P_n}{\partial U_n} - \alpha_n & \frac{\partial P_n}{\partial \delta_1} & \dots & \frac{\partial P_n}{\partial \delta_i} & \dots & -1 \\ \frac{\partial Q_1}{\partial U_1} - \beta_1 & \dots & \frac{\partial Q_1}{\partial U_i} & \dots & \frac{\partial Q_1}{\partial U_n} & \frac{\partial Q_1}{\partial \delta_1} - \gamma_1 & \dots & \frac{\partial Q_1}{\partial \delta_i} & \dots & -\eta_1 k_{j1n} \\ \dots & \dots & \dots & \dots & \dots & \dots & \dots & \dots & \dots & \dots \\ \frac{\partial Q_i}{\partial U_1} & \dots & \frac{\partial Q_i}{\partial U_i} - \beta_i & \dots & \frac{\partial Q_i}{\partial U_n} & \frac{\partial Q_i}{\partial \delta_1} & \dots & \frac{\partial Q_i}{\partial \delta_i} - \gamma_i & \dots & -\eta_i k_{jin} \\ \dots & \dots & \dots & \dots & \dots & \dots & \dots & \dots & \dots & \dots \\ \frac{\partial Q_n}{\partial U_1} & \dots & \frac{\partial Q_n}{\partial U_i} & \dots & \frac{\partial Q_n}{\partial U_n} - \beta_n & \frac{\partial Q_n}{\partial \delta_1} & \dots & \frac{\partial Q_n}{\partial \delta_i} & \dots & -\eta_n \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta U_1 \\ \dots \\ \Delta U_i \\ \dots \\ \Delta U_n \\ \Delta \delta_1 \\ \dots \\ \Delta \delta_i \\ \dots \\ \Delta P_n \end{bmatrix} = W_a \begin{bmatrix} \Delta U_1 \\ \dots \\ \Delta U_i \\ \dots \\ \Delta U_n \\ \Delta \delta_1 \\ \dots \\ \Delta \delta_i \\ \dots \\ \Delta P_n \end{bmatrix} = 0$$

(1)

$$a_n = \det W_a \quad (2)$$

Свободный член  $a_n$  служит для оценки статической аperiodической устойчивости энергосистемы. Предельному по статической устойчивости режиму соответствует условие:

$$a_n = 0$$

Элементы свободного члена  $a_n$  рассчитываются по известным параметрам установившегося режима, исследуемого на устойчивость. Знак  $a_n$  в устойчивой области зависит от принятого порядка нумерации узлов. Использование  $a_n$  для оценки статической устойчивости в качестве первого шага предлагает, определение знака  $a_n$  для рассматриваемой схемы по параметрам некоторого, заведомо устойчивого, режима. Неизменность знака  $a_n$  при дальнейших вариациях режима будет являться признаком статической устойчивости.

При расчете установившихся режимов энергосистемы методом Ньютона используется матрица частных производных узловых мощностей (матрица Якоби). Определитель  $J$  этой матрицы, называемой *якобианом* по составу и численным значениям, для рассматриваемой схемы замещения, совпадает с определителем, являющимся свободным членом характеристического уравнения, тогда выполняется равенство

$$a_n = J \quad (1)$$

Это равенство позволяет использовать якобиан в качестве свободного члена характеристического уравнения. Однако при этом должны быть выполнены следующие условия расчета:

1. в расчетной схеме должен быть балансирующий узел рассматриваемый как ШБМ;
2. для генераторов принимается  $U_\Gamma = \text{const}$ ;
3. генераторы в исходных узлах схемы задаются значениями  $P_\Gamma, U_\Gamma$ , а не  $P_\Gamma, Q_\Gamma$ ;

Расчет статической устойчивости энергосистем связан с расчетом установившегося режима. На основе расчета последовательного утяжеления режима определяется предельный режимы без учета самораскачивания при правильной настройке системы АРВ. Последовательное утяжеление режима приводит к таким условиям, при которых режим не может существовать. Утяжеленные условия могут быть вызваны следующим: увеличение передаваемой активной мощности, снижение напряжения. В обоих случаях при некоторых значениях утяжеляемого параметра ( $P, U$ ) нарушаются условия существования решения, т.е. условия существования установившегося режима.

Понятия о пределе существования режима и пределе по аperiodическое устойчивости близки, но не идентичны, так как эти пределы не обязательно совпадают.

1. Решение может существовать, но режим аperiodически не устойчив,  $a_n < 0$ .
2. Состояние энергосистемы, граничное по условию существования режимов, может не быть предельным по устойчивости. Это относится к случаям, когда существование режимов лимитируется факторами, непосредственно не связанными с устойчивостью, например ограничениями реактивной мощности генераторов по условиям нагрева статора и ротора или по условию максимальной токовой загрузки ЛЭП.

При утяжелении режима энергосистемы предельным считается такой режим, в котором нарушается по крайней мере одно из условий:

- условия существования решения, т.е. сходимость итерационного процесса расчета (с возможной погрешностью из-за того, что сходимость для режимов, близких к предельным, может быть неудовлетворительной);
- дополнительные условия, накладываемые на результаты расчета; это в основном касается уровней напряжения (в частности, условие

$U > U_{кр}$  по устойчивости нагрузки, перегрузок линий, трансформаторов и пр.;

- критерии статической устойчивости.

Граница апериодической устойчивости определяется по изменению знака  $a_n$  в процессе утяжеления режима, начиная с заведомо устойчивого. Проверка апериодической устойчивости по специальному алгоритму усложняет программу. Поэтому естественно стремление объединить процедуру самого расчета режима с проверкой апериодической устойчивости. Для такого совмещения двух задач разработан ряд способов. Это оказывается возможным при использовании специальным образом организованного итерационного процесса, а также и при применении метода Ньютона для расчета режима. Проверка по знаку якобиана, так же как и проверка по знаку свободного члена характеристического уравнения, требует мелких шагов утяжеления вблизи предела. Полезно также иметь в виду, что сам граничный режим, для которого якобиан решаемой системы уравнений равен нулю, не может быть рассчитан (итерационный процесс не сойдется), но приблизиться к нему с точностью до единицы мегаватт возможно. Поскольку угол вектора напряжения в балансирующем узле фиксирован, этот узел в расчетах режима приобретает свойства шин бесконечной мощности. Известно, что изменение выбора балансирующего узла в расчетной схеме может приводить к некоторым изменениям в результатах расчета утяжеления режимов (помимо влияния того очевидного обстоятельства, что балансирующий узел воспринимает весь небаланс между генерацией и потреблением активной мощности). Известно, что значения критических углов  $\delta_{кр}$ , соответствующих максимум передаваемой мощности, измеряемым в начале и конце связи, могут – при значительных промежуточных отборах мощности – существенно различаться.

Наряду с обычными способами утяжеления режима, при которых изменяются мощности генераторов или нагрузок в выбранных узлах или

задается снижение напряжения, иногда применяется и утяжеления по углу. Этот способ состоит в том, что углы всех генераторов с одной стороны нагружаемого сечения (противоположной той, где находится балансирующий узел) изменяются на одну и ту же величину, например увеличиваются. Тогда все эти генераторы будут загружаться, а суммарная генерация по другую сторону рассматриваемого сечения уменьшится. Этот способ полезен тем, что при углах, фиксированных в каждом из расчетов, можно определить параметры режимов, как угодно далеко продвинутых в область неустойчивости, т.е. в зону  $\delta > \delta_{кр}$ . Это позволяет четко выявить максимум мощности, которая может быть передана по связи, без опасений, что из-за нарушений сходимости процесс утяжеления не удалось довести до предела передаваемой мощности.

Утяжеление по углу целесообразно использовать для уточнения расчетных значений предельных мощностей, полученных обычным способом. Мощности генераторов или таком до утяжеления изменяются мало, поэтому указанный выше недостаток утяжеления по углу часто оказывается несущественным.

Полная замена обычного утяжеления на утяжеление по углу оправдана в одном случае: если группы генераторов по каждую сторону рассматриваемого сечения связаны между собой короткими линиями с большой пропускной способностью, т.е. образуют две концентрированные энергосистемы, а связи между этими энергосистемами является слабой. Тогда для перехода от исходного режима к предельному потребуется относительно небольшое изменение мощностей генераторов.

### **3.3 Расчет предельных режимов в сечении «Братская ГЭС» - Камала**

В этой главе проводим расчеты для определения параметров предельного режима дальних электропередач. В данном пункте нас интересует зависимости угла рассогласования векторов напряжения в характерных узлах и передаваемой активной мощности по комплексу воздушных линий 500кВ,

которая расположена с Братской ГЭС до ПС Камала. Далее проводим расчеты для определения предельного перетока мощности по сечению «Назаровская – Богучанская». Наряду с перетоками мощности между ПС, имеются перетоки мощности по межсистемным связям: от ПС Камала – к ПС Ангара, к секции 220 кВ ПС Камала; от ПС Тайшет – к ПС Озерная, к секции ПС Тайшет 220; от БПП – к ПС Опорная, ПС Ново-Зиминская; от Братской ГЭС – к ПС Тулун, к секции 220 кВ Братская ГЭС. Значения перетоков мощности по данным связям учтены в виде нагрузок того же значения, что и перетоки мощности по ним, с учетом направления протекания мощности.

Исходные положения и принятые допущения.

Предполагается, что все электрические и механические регуляторы системы настроены так, что самораскачивание исключено. Предельный режим системы находится последовательным утяжелением нормального исходного режима путем увеличения передаваемой активной мощности с Братской ГЭС. Предельному режиму системы соответствует максимум мощности Братской ГЭС или  $dP/d\delta = 0$ . Проводим утяжелению и определяем максимальное значение мощности. Балансирующий узел принят на шинах ПС Камала 500 кВ.

Определение предельного претока активной мощности выполняется с помощью расчетов серии установившихся режимов, начиная с заведомо устойчивого, при таком изменении параметров, которое приводит к предельному режиму. Причем утяжеление режима по мощности происходит без учета изменения частоты и регулирования напряжения. С помощью утяжеления определим максимальную мощность, передаваемую по сечению «Брасткая ГЭС – ПС Камала 500 кВ», при этом перегрузка любого из участков линии электропередач может повлечь за собой нарушения статической устойчивости. Предел устойчивости будет определяться лишь наиболее слабой связью, а остальные в предельном режиме останутся недогруженными.



## **Глава 4 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение**

Экономическое обоснование проекта является важным условием для поиска источников финансирования, а также для воплощения результатов научного исследования. Целью раздела является экономическое планирование и оценка ресурсоэффективности научно-исследовательской работы. В данной научно-исследовательской работе проводится исследование особых и предельных режимов транзитных электропередач Красноярской энергосистемы на участке Назаровская ГРС 500 кВ – Братская ГЭС 500 кВ.

Исследование режимов работы данного участка Красноярской ЭС позволит проанализировать перетоки мощности по линиям высокого класса напряжения, и сделать выводы о необходимости компенсации реактивной мощности, для более эффективной загрузки ЛЭП.

Задачи:

1. Оценка научного уровня;
2. Планирование научно-исследовательских работ;
3. Расчет затрат на проведение научного исследования;
4. Выявление эффективности исследования.

### **4.1 Оценка научного уровня**

Количественная оценка научного или научно-технического уровня может быть произведена путем расчета результативности участников разработки по формуле:

$$K_{\text{ну}} = \sum_{i=1}^n (K_{\text{дyi}} \cdot d_i) .$$

где  $K_{\text{ну}}$  – коэффициент научного или научно-технического уровня;

$K_{\text{дyi}}$  – коэффициент достигнутого уровня  $i$ -го фактора;

$d_i$  – значимость  $i$ -го фактора;

$n$  – количество факторов.

Таблица 4.1 – Оценка научного уровня разработки

Показатели	Значимость показателя	Достигнутый уровень	Значение $i$ -го фактора
	$d_i$	$K_{дyi}$	$K_{дyi} \cdot d_i$
1. Новизна полученных или предполагаемых результатов	0,3	0,5	0,15
2. Перспективность использования результатов	0,3	0,2	0,06
3. Завершенность полученных результатов	0,2	1	0,2
4. Масштаб возможной реализации полученных результатов	0,2	0,5	0,1
Результативность	$K_{ny} = \sum(K_{дyi} \cdot d_i) = 0,51$		

Исходя из вышеизложенного можно сделать вывод о том, что данное исследование несет большую практическую ценность и его применение поможет наиболее эффективно управлять системой энергоснабжения Красноярского края.

#### 4.2 Планирование научно-исследовательских работ.

Для выполнения научных исследований была сформирована рабочая группа, в состав которой входят руководитель и младший научный сотрудник. На каждый вид запланированных работ установлена соответствующая должность исполнителей.

В этом разделе проводим планирование, этапы и перечисление работ в рамках проведения научного исследования. Составим распределение исполнителей по видам работ. В таблице 2 представлен необходимый перечень этапов и работ исследования, а также распределение исполнителей по видам работ.

Таблица 4.2 – Перечень этапов, работ и распределение исполнителей

Основные этапы	№ раб	Содержание работ	Должность исполнителя
Разработка технического задания	1	Составление и утверждение технического задания	Руководитель
Выбор направления исследований	2	Подбор и изучение материалов и нормативных документов	Инженер

Продолжение таблицы 4.2

	3	Выбор направления исследований	Руководитель
	4	Календарное планирование работ по теме	Руководитель
Теоретические и экспериментальные исследования	5	Анализ исходных данных	Инженер
	6	Работа с принципиальной схемой Красноярской ЭС	Инженер
	7	Анализ режимов Красноярской ЭС в ПК «RastrWin3»	Инженер
	8	Расчет режимов с условием учета потерь на коронирование	Инженер
	9	Анализ структуры потерь мощности	Инженер
	10	Расчет предельного по статической устойчивости режима в сечении Камала – Братская ГЭС	Инженер
	11	Анализ предельного режима и построение диаграм	Инженер
Обобщение и оценка результатов	12	Проверка соответствия смоделированных и реальных данных	Руководитель
Разработка документации проекта	13	Социальная ответственность	Инженер
	14	Финансовый менеджмент	Инженер
	15	Составление пояснительной записки	Инженер

Планирование научного исследования является неотъемлемой частью работы. Правильное планирование всех этапов позволяет более точно и рационально использовать денежные средства и необходимые трудовые ресурсы.

### 4.3 Определение трудоемкости выполнения работ

Для определения трудоемкости работ необходимо осуществить расчет опытно-статическим методом по следующей формуле:

$$t_{\text{ож}i} = \frac{3t_{\text{min}i} + 2t_{\text{max}i}}{5},$$

где  $t_{\text{ож}i}$  – ожидаемая трудоемкость выполнения  $i$ -ой работы чел.-дн.;

$t_{mini}$  – минимально возможная трудоемкость выполнения заданной  $i$ -ой работы (оптимистическая оценка: в предположении наиболее благоприятного стечения обстоятельств), чел.-дн.;

$t_{maxi}$  – максимально возможная трудоемкость выполнения заданной  $i$ -ой работы (пессимистическая оценка: в предположении наиболее неблагоприятного стечения обстоятельств), чел.-дн.

Продолжительность каждой работы в рабочих днях  $T_p$  определяется по следующей формуле:

$$T_{pi} = \frac{t_{ожі}}{Ч_i}$$

где  $T_{pi}$  – продолжительность одной работы, раб. дн.;

$t_{ожі}$  – ожидаемая трудоемкость выполнения одной работы, чел.-дн.

$Ч_i$  – численность исполнителей, выполняющих одновременно одну и ту же работу на данном этапе, чел.

Пример расчета:

- Руководитель – составление и утверждение технического задания:

$$t_{ожс} = \frac{3 \cdot 2 + 2 \cdot 4}{5} = 2,8 \text{ чел.-дн.}$$

$$T_p = \frac{t_{ожс}}{Ч} = \frac{2,8}{1} = 2,8 \text{ дн.}$$

- Инженер – подбор и изучение материалов и нормативных документов:

$$t_{ожс} = \frac{3 \cdot 4 + 2 \cdot 6}{5} = 4,8 \text{ чел.-дн.}$$

$$T_p = \frac{t_{ожс}}{Ч} = \frac{4,8}{1} = 4,8 \text{ дн.}$$

Для разработки графика проведения научного исследования будем использовать диаграмму Ганта, так как построение ленточного графика является наиболее удобным и наглядным.

Диаграмма Ганта представляет собой горизонтальный ленточный график, на котором изображена протяженность каждой работы в зависимости

от времени, данный график характеризуется началом и концом выполнения каждой работы.

При построении графика необходимо использовать календарные дни, для этого необходимо продолжительность выполнения работы в рабочих днях перевести в продолжительность выполнения в календарных днях, используя следующую формулу:

$$T_{ki} = T_{pi} \cdot k_{\text{кал}}$$

где  $T_{ki}$  – продолжительность выполнения  $i$ -й работы в календарных днях;

$T_{pi}$  – продолжительность выполнения  $i$ -й работы в рабочих днях;

$k_{\text{кал}}$  – коэффициент календарности.

Коэффициент календарности определяется по следующей формуле:

$$k_{\text{кал}} = \frac{T_{\text{кал}}}{T_{\text{кал}} - T_{\text{вых}} - T_{\text{пр}}}$$

где  $T_{\text{кал}}$  – количество календарных дней в году;

$T_{\text{вых}}$  – количество выходных дней в году;

$T_{\text{пр}}$  – количество праздничных дней в году.

Согласно производственному календарю на 2017 год суммарное количество праздничных и выходных дней в 2017 году составляет: при пятидневной рабочей неделе – 118 дней; при шестидневной рабочей неделе – 66 дней.

Пример расчета:

- Руководитель – составление и утверждение технического задания:

$$k_{\text{кал}} = \frac{365}{365 - 118} = 1,47;$$

$$T_{\text{к}} = 2,8 \cdot 1,47 = 4,12 \approx 4 \text{ дн.}$$

- Инженер – подбор и изучение материалов и нормативных документов:

$$k_{\text{кал}} = \frac{365}{365 - 66} = 1,22;$$

$$T_k = 4,8 \cdot 1,22 = 5,8 \approx 6 \text{ дн.}$$

Полученные данные сведем в таблицу 3.

Таблица 4.3 – Трудоемкость и длительность работ

№ раб.	Название работы	Трудоёмкость работ						Длительн ость работ в рабочих днях $T_{pi}$		Длительность работ в кален-дарных днях $T_{ki}$	
		$t_{min},$ чел-дни		$t_{max},$ чел-дни		$t_{ожi},$ чел-дни					
		Руковод.	Инженер	Руковод.	Инженер	Руковод.	Инженер	Руковод.	Инженер	Руковод.	Инженер
1	Составление и утверждение технического задания	2		4		2,8		2,8		4	
2	Подбор и изучение материалов и нормативных документов		4		6		4,8		4,8		6
3	Выбор направления исследований	2		3		2,4		2,4		4	
4	Календарное планирование работ по теме	1		2		1,4		1,4		2	
5	Анализ исходных данных		4		6		4,8		4,8		6
6	Работа с принципиальной схемой Красноярской ЭС		5		7		5,8		5,8		7
7	Анализ режимов Красноярской ЭС в ПК «RastrWin3»		7		12		9		9		11
8	Расчет режимов с условием учета потерь на коронирование		10		15		12		12		15
9	Анализ структуры потерь мощности		4		6		4,8		4,8		6
10	Расчет предельного по статической устойчивости режима в сечении Камала – Братская ГЭС		7		10		8,2		8,2		10

Продолжение таблицы 4.3

11	Анализ предельного режима и построение диаграм		2		4		2,8		2,8		4
12	Проверка соответствия смоделированных и реальных данных	2		3		2,4		2,4		4	
13	Социальная ответственность		3		7		4,6		4,6		6
14	Финансовый менеджмент		3		7		4,6		4,6		6
15	Составление пояснительной записки		7		10		8,2		8,2		10
Итого	Общее количество календарных дней для выполнения выпускной работы									101	
	Общее количество календарных дней, в течении которых работал инженер									87	
	Общее количество календарных дней, в течении которых работал руководитель									14	

На основании таблицы 3 строится график с разделением по месяцам и неделям. Для большей наглядности и удобства выделим различными штриховками работы, выполняемые научным руководителем и инженером.

С помощью диаграммы Ганта можно определить длительность разработки научного исследования, характер трудоемкости работ для каждого из исполнителей. Из построенной диаграммы видно, что по предварительным расчетам продолжительность выполненной работы займет 101 день, при этом длительность работы инженера составит 87 дней, а научного руководителя 14 дней.

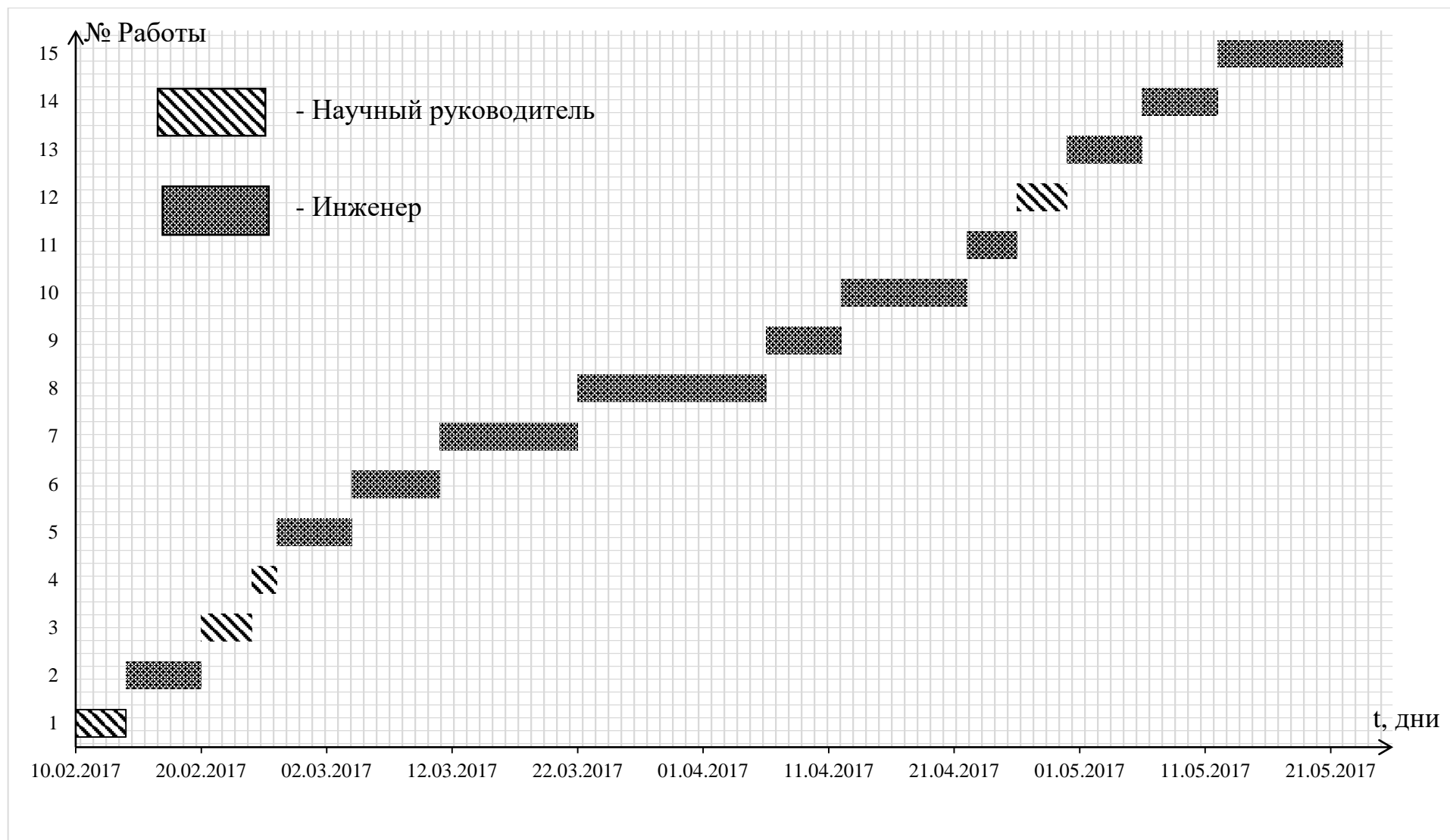


Рисунок 6 – Диаграмма Ганта



#### 4.4 Бюджет научно-исследовательской работы

Для оценки бюджета исследовательской работы необходимо составить смету затрат, под сметой затрат понимается полный расчет затрат на проведение научного исследования.

Смета затрат включает в себя:

- 1) полную заработную плату исполнителей исследования;
- 2) отчисления во внебюджетные фонды (страховые отчисления);
- 3) амортизационные отчисления;
- 4) накладные расходы.

Полная заработная плата включает основную заработную плату работников, непосредственно занятых выполнением научного исследования, (включая премии, доплаты) и дополнительную заработную плату:

$$З_{зп} = З_{осн} + З_{доп},$$

где  $З_{осн}$  – основная заработная плата;

$З_{доп}$  – дополнительная заработная плата (12-15% от  $З_{осн}$ ).

Основную заработную плату следует рассчитывать по формуле:

$$З_{осн} = З_{дн} \cdot T_p,$$

где  $З_{дн}$  – среднедневная заработная плата;

$T_p$  – продолжительность работ, выполняемых работником.

Среднедневная заработная плата рассчитывается по формуле:

$$З_{дн} = \frac{З_m \cdot M}{F_d}$$

где  $З_m$  – месячная зарплата работника, руб.:

$$З_m = З_{тс} \cdot (1 + k_{пр} + k_d) \cdot k_p$$

где  $З_{тс}$  – заработная плата по тарифной ставке, руб.;

$k_{пр}$  – премиальный коэффициент, равный 0,3;

$k_d$  – коэффициент доплат и надбавок составляет 0,2;

$k_p$  – районный коэффициент, равный 1,3 (для города Томска);

$M$  – количество месяцев работы без отпуска в течение года:

- при отпуске в 24 раб. дня –  $M = 11,2$  месяца, 5-дневная неделя;
- при отпуске в 48 раб. дней –  $M = 10,4$  месяца, 6-дневная неделя;

$F_d$  – действительный годовой фонд рабочего времени научно-технического персонала, раб. дн.

Таблица 4.4 – Баланс рабочего времени

Показатели рабочего времени	Руководитель	Инженер
Календарное число дней	365	365
Количество нерабочих дней: <ul style="list-style-type: none"> <li>• выходные дни и праздничные дни</li> </ul>	118	66
Потери рабочего времени: <ul style="list-style-type: none"> <li>• отпуск и невыходы по болезни</li> </ul>	28	52
Действительный годовой фонд рабочего времени	219	244

Расчет основной заработной платы представлен в таблице 5.

Таблица 4.5 – Расчет основной заработной платы

Исполнители	$Z_{тс},$ руб.	$k_{пр}$	$k_d$	$k_p$	$Z_m,$ руб	$Z_{дн},$ руб.	$T_p,$ раб. дн.	$Z_{осн},$ руб.
Руководитель	26 300	0,3	0,2	1,3	51 285	2 622,8	9	23 605
Инженер	17 000	-	-	1,3	22 100	941,96	70	65 937
Итого:								89 542,7

Затраты по дополнительной заработной плате исполнителей работы учитывают величину предусмотренных Трудовым кодексом РФ доплат, связанных с обеспечением гарантий и компенсаций (при исполнении государственных и общественных обязанностей, при совмещении работы с обучением, при предоставлении ежегодного оплачиваемого отпуска и т.д.).

Расчет дополнительной заработной платы ведется по следующей формуле:

$$Z_{доп} = k_{доп} \cdot Z_{осн},$$

где  $k_{доп}$  – коэффициент дополнительной заработной платы (принимается равным 0,12-0,15).

Расчет дополнительной заработной платы для научного руководителя и инженера соответственно:

$$З_{\text{доп}} = 0,15 \cdot 23605 = 3540,75 \text{ руб.}$$

$$З_{\text{доп}} = 0,15 \cdot 65937 = 9890,55 \text{ руб.}$$

В отчислениях во внебюджетные фонды отражаются обязательные отчисления по установленным законодательством Российской Федерации нормам органов государственного социального страхования (ФСС), пенсионного фонда (ПФ) и медицинского страхования (ФФОМС) от затрат на оплату труда работников.

Величина отчислений во внебюджетные фонды определяется исходя из следующей формулы:

$$З_{\text{внеб}} = k_{\text{внеб}} \cdot (З_{\text{осн}} + З_{\text{доп}}),$$

где  $k_{\text{внеб}}$  – коэффициент отчислений на уплату во внебюджетные фонды (пенсионный фонд, фонд обязательного страхования и пр).

На 2017 г. установлен размер страховых взносов равный 30%.

Тогда по формуле () величина отчислений во внебюджетные фонды составит:

$$З_{\text{внеб}} = 0,30 \cdot (23605 + 3540,75) = 8143,72 \text{ руб.}$$

$$З_{\text{внеб}} = 0,30 \cdot (65937 + 9890,55) = 22748,26 \text{ руб.}$$

Итого отчисления во внебюджетные фонды составят: 30 891,985 руб.

Далее необходимо учесть отчисления для возмещения износа компьютерного оборудования, т.е. произвести расчет затрат на амортизацию. Первоначально необходимо определить норму амортизации ( $H_A$ ).

$$H_A = \frac{1}{n} \cdot 100\% = \frac{1}{3} \cdot 100\% = 33,3\%.$$

где  $n$  – время использования оборудования в количествах лет.

Стоимость оборудования 40 тысяч рублей, с учетом временем использования рассчитывается стоимость с помощью амортизации:

$$A = 40 \cdot \frac{H_A}{100\%} \cdot \frac{T_{\text{дн}}}{365} = 40 \cdot \frac{33,3}{100} \cdot \frac{70}{365} = 2554 \text{ руб.}$$

где  $T_{\text{дн}}$  – длительность использования компьютерного оборудования.

В накладных расходах учитывают затраты, которые не были учтены в предыдущих статьях расходов. В данную статью могут быть отнесены такие затраты, как печать и ксерокопирование документов, оплата услуг связи, потовые расходы и прочее. Величина таких расходов вычисляется следующим образом:

$$Z_{\text{накл}} = (Z_{\text{осн}} + Z_{\text{доп}} + Z_{\text{внеб}} + Z_{\text{амор}}) \cdot 0,16 = \\ = (89542,7 + 13431,3 + 30891,98 + 2554) \cdot 0,16 = 21827,19 \text{ руб.,}$$

где  $k_{\text{нр}}$  – коэффициент, учитывающий накладные расходы.

Величину коэффициента накладных расходов принимаем в размере 16%.

Учитывая все расходы на осуществление научного исследования составляется бюджет затрат, приведенный в таблице 6.

Таблица 4.6 – Бюджет затрат НИ

Наименование статьи	Сумма, руб.	% от общей суммы
Затраты по основной заработной плате исполнителей	89 543	56,38
Затраты по дополнительной заработной плате исполнителей	13 431	8,46
Отчисления во внебюджетные фонды	30 892	19,45
Амортизационные отчисления	2 554	1,92
Накладные расходы	21 827	13,79
Бюджет затрат НИР	158 247	100

Таким образом смета затрат составляет 158 247 рубля, из которых половину составляют затраты на оплату труда.

#### **4.5 Определение эффективности исследования**

В заключении проделанной работы и выполнения поставленных задач можно сформулировать следующие выводы:

1. По разработанной диаграмме Ганта общая продолжительность проекта составила 101 день;
2. Составлена смета на проведение научного исследования, которая позволила оценить первоначальный бюджет затрат на реализацию НИ в 158 247 руб .

Реализация данного научного исследования позволит наиболее эффективно управлять режимом работы Красноярской ЭС, планировать объемы передаваемой мощности в сечении ПС Камала 500 кВ – Братская ГЭС 500 кВ, а так же принять решение о необходимости установки шунтирующих реакторов по стороне Красноярской ЭС.

Эффективность данного научного исследования можно описать исходя из природы мощности. Она состоит из 2-ух составляющих, активной, совершающей полезную работу, и реактивной, бесполезно загружающей линию. При анализе режимов работы Красноярской ЭС на участке Назаровская ГРЭ – Братская ГЭС в ПК RastrWin3 можно наглядно видеть какие значения активной и реактивной мощности передаются по линиям в данном сечении. Исходя из этих данных представляется возможным скомпенсировать часть реактивной мощности передаваемой по линии с помощью компенсирующих устройств, и за счет этого увеличить объем передаваемой активной мощности по ЛЭП.